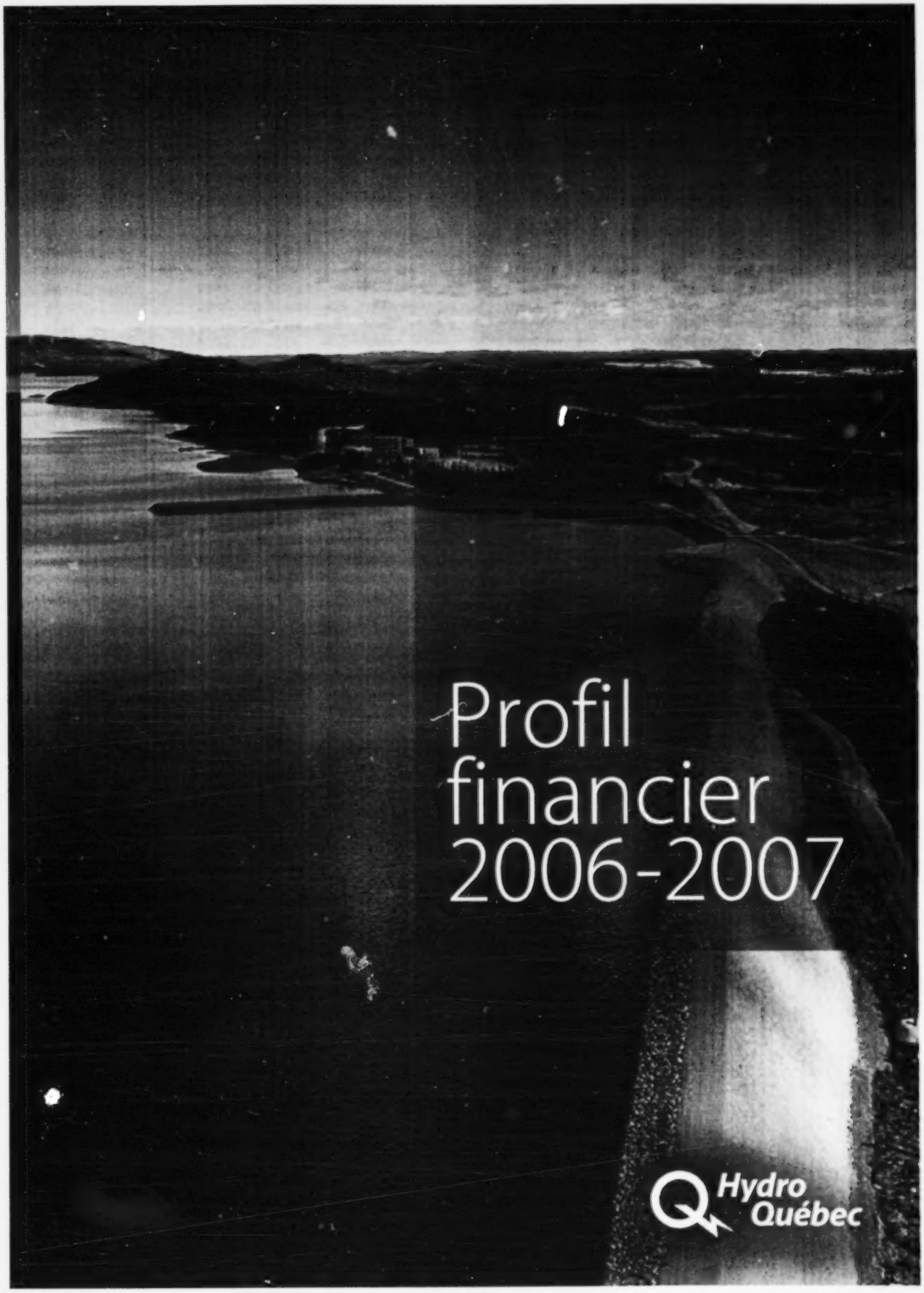

Profil
financier
2006-2007
Hydro
Québec

Sommaire

Données générales

1-2 Message du Vice-président exécutif aux finances et chef des services financiers
3 Hydro-Québec, c'est...
4 Données financières consolidées et d'exploitation
5 Résultats par secteurs d'exploitation
6 Valorisation des actifs à l'international
7 Hausses tarifaires et inflation 2002-2007
8 Indice comparatif des prix de l'électricité en 2006
9 Prix de l'électricité en Amérique du Nord
10 Comparaison des entreprises d'électricité en Amérique du Nord

Principaux enjeux

11 Développement des marchés
12 Environnement réglementaire québécois
13 État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2005-2014
14 Plan stratégique 2006-2010
15 Hydro-Québec et le développement durable
16 Portefeuille de projets d'Hydro-Québec Production
17 Portefeuille de projets d'Hydro-Québec TransÉnergie
18 Carte du réseau
19 Parc de production 2006
20 La gestion des risques

Situation financière

21 Investissements en immobilisations corporelles et actifs incorporels 2002-2007
22 Bénéfices 2002-2007
23 Produits 2002-2007
24 Charges 2002-2007
25 Fonds générés par l'exploitation 2002-2007
26 Frais financiers 2002-2007

Gestion financière

27 Objectifs et stratégies de financement
28 Principaux ratios financiers
29 Besoins de financement 2002-2006
30 Composition de la dette selon la devise de remboursement 2002-2007
31 Écarts canadiens des obligations à 10 ans
32 Échéances de dette 2007-2016
33 Durée de vie moyenne de la dette 2002-2006
34 Répartition de la dette totale à taux fixe et à taux variable 2002-2006
35 Financements préautorisés
Garantie de la dette de la Société et cotes de crédit
36 Responsables du financement, de la gestion financière et de la gestion des risques

Informations prospectives

Ce document comporte des énoncés de nature prospective. Ces énoncés impliquent des risques et incertitudes qui peuvent faire en sorte que les résultats réels futurs d'Hydro-Québec diffèrent sensiblement des résultats prévus. Plusieurs risques et facteurs auxquels Hydro-Québec est exposée peuvent entraîner des variations par rapport aux résultats et événements prévus. Ces derniers incluent, sans s'y limiter, la concurrence, le contexte économique, les contextes d'affaires ainsi que la capacité d'Hydro-Québec de mettre en œuvre ses orientations stratégiques. En outre, ces énoncés de nature prospective ne doivent en aucun cas être interprétés comme des garanties ou assurances d'Hydro-Québec quant aux résultats futurs de l'entreprise.

Unités de mesure

kV – kilovolt (mesure de tension)
MW – mégawatt (mesure de puissance)
kWh – kilowattheure (mesure d'énergie)
MWh – mégawattheure, soit mille kilowattheures
GWh – gigawattheure, soit un million de kilowattheures
TWh – térawattheure, soit un milliard de kilowattheures
M$ – million de dollars
G$ – milliard de dollars

Devises

Sauf indication contraire, les sommes inscrites sont en dollars canadiens.

En page couverture

Laforge-1 est l'une des neuf centrales du complexe La Grande. Elle a été mise en service en 1994 et a une puissance installée de 878 MW.

Message du Vice-président exécutif aux finances et chef des services financiers

Rentabilité et stabilité

L'année 2006 a été marquée par la poursuite du développement hydroélectrique au Québec et par la cession d'actifs d'Hydro-Québec à l'international. La vente de ces actifs a entraîné un gain non récurrent de plus de 900 M$. Ainsi, notre bénéfice net consolidé atteint un niveau inégalé de 3,74 G$, par rapport à 2,25 G$ l'année précédente. Quant au bénéfice provenant des activités poursuivies, il se chiffre à 2,8 G$, en hausse de 446 M$ sur 2005. Cette augmentation s'explique surtout par la comptabilisation en 2006 d'un gain de change de 234 M$ sur des dettes et des swaps en dollars américains.

Les excellents résultats de 2006 permettent à Hydro-Québec de verser à son unique actionnaire, le gouvernement du Québec, des dividendes de 2,34 G$. De ce montant, une somme de 500 M$, soit une partie du gain découlant de la vente en 2006 de la participation d'Hydro-Québec dans Transelec, au Chili, a été versée par l'actionnaire au Fonds des générations, dont le but est de diminuer le fardeau de la dette publique du Québec. En outre, depuis janvier 2007, Hydro-Québec Production contribue au financement de ce fonds par le versement de redevances hydrauliques, conformément à la Loi sur le régime des eaux. À l'horizon 2010, le montant cumulatif des contributions ainsi versées devrait atteindre près de 2,5 G$.

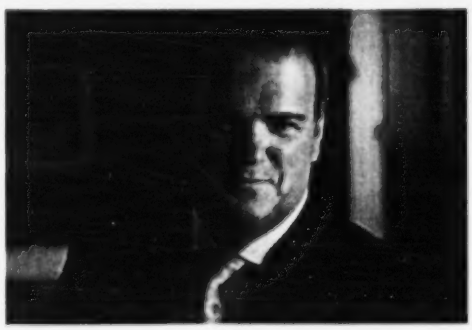
Pour les prochaines années, nous prévoyons enregistrer des profits annuels de l'ordre de 2,5 G$, tout en réalisant des investissements importants – totalisant près de 20 G$ d'ici à 2010 – dans des projets visant à maintenir, améliorer et développer nos installations de production, de transport et de distribution d'électricité.

Développement hydroélectrique et intégration complémentaire de l'éolien

En lien avec la stratégie énergétique adoptée par son actionnaire, Hydro-Québec entend développer un portefeuille de 4 500 MW de projets hydroélectriques et intégrer une production éolienne de 4 000 MW prévue à l'horizon 2015. À ce jour, Hydro-Québec Production possède un portefeuille de projets en construction de plus de 1 400 MW, qui ajouteront près de 12 TWh à la production annuelle, afin d'accroître la marge de manœuvre de l'entreprise et de renforcer la sécurité énergétique du Québec.

Nous visons à devancer la mise en service des grands aménagements hydroélectriques en cours de construction. Avec des échéanciers devancés, les nouveaux aménagements contribueront plus rapidement à la rentabilité de l'entreprise. Ainsi, après avoir terminé en 2005 la construction de la centrale de la Toulnustouc avec cinq mois d'avance sur l'échéancier, Hydro-Québec Production a achevé en décembre 2006, soit deux mois plus tôt que prévu, la mise en service des trois groupes turbines-alternateurs de l'aménagement hydroélectrique de l'Eastmain-1. Dans le même esprit, la construction de l'aménagement hydroélectrique de la Péribonka, des centrales hydroélectriques Chute-Allard et Rapides-des-Cœurs et de la centrale Mercier va bon train.

« Pour les prochaines années, nous prévoyons enregistrer des profits annuels de l'ordre de 2,5 G$, tout en réalisant des investissements importants – totalisant près de 20 G$ d'ici à 2010 – dans des projets visant à maintenir, améliorer et développer nos installations de production, de transport et de distribution d'électricité. »



En fin d'année 2006, nous avons reçu le feu vert des autorités fédérale et provinciale concernant le projet de l'Eastmain-1-A–Sarcelle–Rupert. D'une importance capitale, ce projet fournira à lui seul 8,5 TWh des 15,8 TWh qu'il est prévu d'ajouter au parc de production hydroélectrique d'ici à 2014. Nous visons une mise en service progressive des diverses composantes du projet entre la fin de 2009 et l'hiver 2012.

En ce qui a trait à la filière éolienne, complémentaire à l'hydroélectricité, Hydro-Québec Distribution a déjà acquis, en vertu d'un appel d'offres, un premier bloc de 1 000 MW d'énergie éolienne, dont les dates de début de livraison s'échelonnent de 2006 à 2012. Un appel d'offres est en cours pour un second bloc de 2 000 MW, dont les dates de début de livraison s'échelonneront de 2009 à 2013. Ainsi, en 2014, le Québec disposera de 3 500 MW de puissance installée éolienne, auxquels pourront s'ajouter 500 MW supplémentaires prévus dans la stratégie énergétique du Québec pour 2006-2015.

L'intégration de la filière éolienne dans un réseau électrique constitue un défi important. À cet égard, Hydro-Québec Production offre un service d'équilibrage pour compenser les fluctuations de l'éolien, une source d'énergie intermittente en raison de la variabilité des vents. D'autre part, Hydro-Québec TransÉnergie réalise des investissements importants pour les raccordements des parcs éoliens au réseau et également afin d'assurer la stabilité du réseau électrique du Québec en prenant en compte le développement d'une quantité significative de capacité installée éolienne.

Économies d'énergie et ajustements tarifaires

En 2006, Hydro-Québec Distribution a majoré son objectif d'économies d'énergie à 4,7 TWh à l'horizon 2010 et s'est fixé une cible de 8 TWh pour 2015. Les programmes et les investissements requis pour atteindre l'objectif visé sont soumis à l'approbation de la Régie de l'énergie. Le nouveau plan nécessitera d'ici à 2010 des investissements de l'ordre de 2 G$, dont plus de la moitié sera assumée par Hydro-Québec Distribution, et le reste par ses partenaires et ses clients.

Par ailleurs, en raison de la croissance de la consommation d'électricité au Québec, Hydro-Québec Distribution fait face à des coûts additionnels d'approvisionnement et doit accroître ses investissements. C'est pourquoi la Régie de l'énergie a autorisé Hydro-Québec Distribution à majorer ses tarifs de 1,9 % à compter du 1er avril 2007. Malgré cette hausse, nos tarifs demeurent parmi les plus bas en Amérique du Nord.

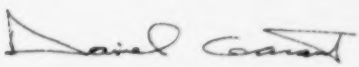
Des marchés financiers réceptifs

En 2006, nous avons effectué des emprunts de 3,4 G$ en tirant profit du niveau historiquement bas des taux d'intérêt à long terme et de la grande réceptivité des marchés envers les titres à échéance de plus de 30 ans. Comme dans les dernières années, toutes nos émissions de dette à long terme ont été réalisées sur le marché canadien, qui continue d'offrir les coûts de financement les plus avantageux. Notre programme d'emprunts de 2007 se situe à 1,1 G$ malgré des investissements prévus de 4,5 G$.

Horizon 2010

Conformément à notre Plan stratégique 2006-2010, nous concentrons tous nos efforts sur le développement de l'énergie au Québec, en misant sur l'efficacité énergétique, la complémentarité de l'hydroélectricité et de l'éolien, ainsi que l'innovation technologique. Hydro-Québec est en bonne santé financière et nous sommes fiers du chemin accompli en 2006.

Le Vice-président exécutif aux finances
et chef des services financiers,



Daniel Garant

Hydro-Québec, c'est...

Hydro-Québec (la Société) produit, transporte et distribue de l'électricité. Elle a l'obligation d'assurer la sécurité des Québécois en matière d'énergie électrique. Pour répondre à la croissance de la demande, elle poursuit le développement de la filière hydroélectrique, à laquelle s'ajoute, en complément, l'énergie éolienne.

Hydro-Québec fait de la recherche dans les domaines reliés à l'énergie et développe des nouvelles technologies liées à la production, au transport et à la distribution de l'électricité. Engagée depuis plusieurs années dans la promotion de l'efficacité énergétique, elle met en œuvre des programmes qui génèrent des économies d'énergie pour l'ensemble de sa clientèle.

Hydro-Québec a pour unique actionnaire le gouvernement du Québec, qui garantit la plupart de ses emprunts (voir page 35). Au 31 décembre 2006, ses actifs s'élevaient à 63,2 G$ et sa dette à long terme, à 34,1 G$.

La Société comprend quatre divisions :

Hydro-Québec Production
- Produit de l'électricité
- Livre à Hydro-Québec Distribution un volume annuel maximal d'électricité patrimoniale de 165 TWh pour le marché québécois
- Commercialise de l'électricité sur les marchés de gros au Québec et hors Québec
- Réalise des transactions d'arbitrage et d'achat-revente dans les marchés hors Québec

Hydro-Québec TransÉnergie
- Exploite le plus vaste réseau de transport d'électricité d'Amérique du Nord au bénéfice de ses clients au Québec et hors Québec
- Transporte l'électricité et commercialise la capacité de transport du réseau, tout en maintenant le niveau de fiabilité requis

Hydro-Québec Distribution
- Assure l'approvisionnement en électricité des Québécois et la fiabilité du réseau de distribution
- Dispose d'un volume annuel maximal d'électricité patrimoniale (165 TWh) fourni par Hydro-Québec Production à un prix fixe
- Au-delà de ce volume, elle s'approvisionne, par voie d'appels d'offres, dans un marché de libre concurrence
- Développe des programmes d'efficacité énergétique pour toutes les clientèles de l'entreprise

Hydro-Québec Équipement et la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ, filiale d'Hydro-Québec)
- Maîtres d'œuvre des projets de construction d'Hydro-Québec Production et d'Hydro-Québec TransÉnergie

Données financières consolidées et d'exploitation

	2002	2003	2004	2005	2006
RÉSULTATS (en millions de dollars)					
Produits	11 852	10 197	10 341	10 888	**11 161**
Charges					
Exploitation	2 022	2 070	2 157	2 248	**2 394**
Achats d'électricité et de combustible	3 022	1 380	1 464	1 496	**1 315**
Amortissement	1 877	1 768	1 862	2 023	**2 007**
Taxes	537	567	606	594	**529**
Reports réglementaires	–	–	–	(11)	**(93)**
Total	7 458	5 785	6 089	6 350	**6 152**
Bénéfice d'exploitation	4 394	4 412	4 252	4 538	**5 009**
Frais financiers	2 778	2 492	2 084	2 187	**2 212**
Bénéfice provenant des activités poursuivies	1 616	1 920	2 168	2 351	**2 797**
Bénéfice (perte) provenant des activités abandonnées	(31)	18	267	(99)	**944**
Bénéfice net	1 585	1 938	2 435	2 252	**3 741**
SOMMAIRE DES BILANS (en millions de dollars)					
Actif total	59 247	57 823	58 118	60 432	**63 248**
Dette à long terme	36 754	34 402	32 567	31 279	**34 139**
Avoir de l'actionnaire	14 208	15 128	16 220	17 376	**18 840**
INVESTISSEMENTS AVEC EFFET SUR LA TRÉSORERIE (en millions de dollars)					
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	2 232	2 739	3 071	3 282	**3 348**
Autres	24	(45)	(854)	117	**(1 879)**
Total des investissements	2 256	2 694	2 217	3 399	**1 469**
DONNÉES D'EXPLOITATION					
Puissance installée[1] (en MW)	32 661	33 616	33 892	34 571	**35 315**
Besoins de puissance à la pointe[2] (en MW)	34 989	36 268	34 956	33 636	**36 251**
Besoins globaux d'énergie[3] (en TWh)	192,9	194,8	193,0	200,2	**199,5**
Ventes d'électricité au Québec (en TWh)	158,6	167,1	165,9	169,2	**167,3**
Ventes d'électricité hors Québec (en TWh)	54,2	15,8	14,4	15,3	**14,5**
Ventes totales d'électricité (en TWh)	212,8	182,9	180,3	184,5	**181,8**
Effectif total	20 972	21 410	21 904	22 131	**22 587**
Nombre d'abonnements (en milliers)	3 597	3 644	3 701	3 753	**3 815**

Note : Certaines données comparatives ont été reclassées en fonction de la présentation de 2006.

1. Hydro-Québec dispose également de la quasi-totalité de la production de la centrale des Churchill Falls (5 428 MW). De plus, elle achète toute la production de six parcs éoliens appartenant à des producteurs privés, d'une puissance installée totale de 320 MW. Elle a aussi accès à 1 206 MW en vertu d'ententes avec d'autres fournisseurs privés.
2. Besoins pour l'hiver débutant en décembre, y compris la puissance interruptible. Pour l'hiver 2006-2007, la pointe est survenue le 5 février 2007 à 17 h 30.
3. Les besoins globaux d'énergie comprennent les kilowattheures livrés au Québec et aux réseaux voisins.

Résultats par secteurs d'exploitation

M$	Production	Transport	Distribution	Construction	Activités[1] corporatives et autres	Éliminations inter-sectorielles	Total
2006							
Produits							
– Clients externes	1594	32	9488	–	48	(1)	**11161**
– Intersectoriels	4570	2809	55	1999	1146	(10579)	–
Amortissement	760	535	570	7	144	(9)	**2007**
Frais financiers	1058	724	407	(1)	23	1	**2212**
Bénéfice provenant des activités poursuivies	2114	632	42	2	–	7	**2797**
Bénéfice net	2114	632	42	2	944	7	**3741**
Actif total	28674	15879	11424	214	7272	(215)	**63248**
Investissements en immobilisations corporelles et en actifs incorporels							
– avec effet sur la trésorerie	1615	882	690	4	157	–	**3348**
– sans effet sur la trésorerie	273	14	16	–	–	–	**303**
2005							
Produits							
– Clients externes	1708	27	9181	6	15	(49)	**10888**
– Intersectoriels	4532	2467	55	2053	1074	(10181)	–
Amortissement	882	495	489	5	152	–	**2023**
Frais financiers	1050	691	384	–	61	1	**2187**
Bénéfice (perte) provenant des activités poursuivies	1873	380	172	5	(71)	(8)	**2351**
Bénéfice net (perte nette)	1873	380	230	5	(228)	(8)	**2252**
Actif total	27482	15553	10556	242	6831	(232)	**60432**
Investissements en immobilisations corporelles et en actifs incorporels							
– avec effet sur la trésorerie	1780	723	645	6	128	–	**3282**
– sans effet sur la trésorerie	9	12	8	–	–	–	**29**

1. Cette rubrique comprend le Groupe de la technologie, le Groupe des finances, le Groupe des affaires corporatives et secrétariat général ainsi que le Groupe des ressources humaines et des services partagés. Le Centre de services partagés est un regroupement interne de services offerts à la Société, notamment l'acquisition de biens et services, la gestion immobilière, la gestion du matériel et des services de transport, de même que les technologies de l'information. On retrouve également sous la rubrique Activités corporatives et autres les activités liées à l'exportation du savoir-faire d'Hydro-Québec à l'international.

La centrale de l'Eastmain-1 a une puissance installée totale de 480 MW.

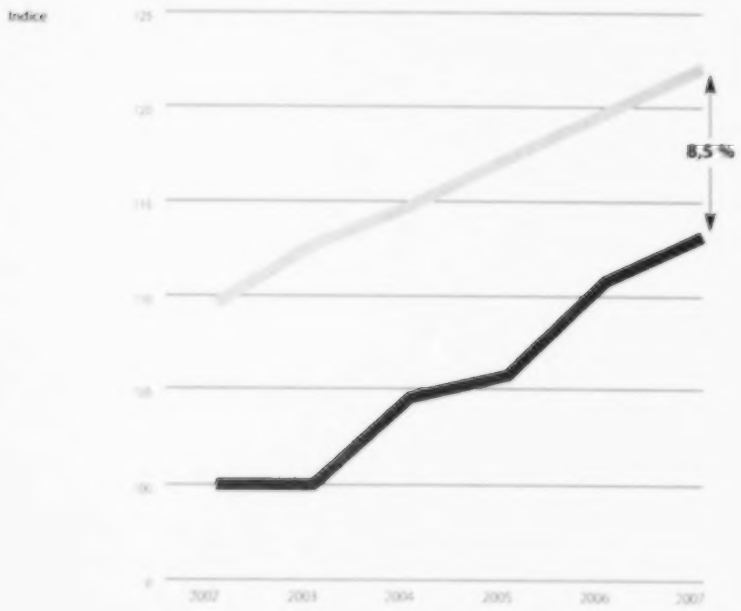
Valorisation des actifs à l'international

Secteur	Participation	Pays	Produit de la vente en $CA	Gain (perte) lors de la disposition
Production Date de cession : 18 janvier 2006	Hidroeléctrica Rio Lajas S.A.	Costa Rica	5 M$	(0,3) M$
Transport Date de cession : 27 février 2006	Cross-Sound Cable Company LLC	États-Unis	182 M$	29 M$
Transport Date de cession : 29 mars 2006	MurrayLink HQI Australia Pty Ltd	Australie	60 M$	(2) M$
Transport Date de cession : 30 juin 2006	HQI Transelec Chile S.A.	Chili	1 800 M$	813 M$
Production Date de cession : 1er août 2006	HQI Latin America Ltd (centrale de Fortuna)	Panama	113 M$	38 M$
Transport Date de cession : 12 décembre 2006	Consorcio TransMantaro S.A.	Pérou	84 M$	39 M$
Transport Date de cession : 28 février 2007	HQI Australia Pty Ltd (DirectLink)	Australie	52 M$	18 M$

En date du 28 février 2007, la totalité des participations à l'étranger qu'Hydro-Québec détenait par l'entremise d'Hydro-Québec International a été vendue. Pour l'année 2006, la cession de ces actifs a généré un bénéfice provenant des activités abandonnées de 944 M$. Ce résultat s'explique en majeure partie par un gain de 813 M$ tiré de la vente de la participation dans Transelec au Chili.

La prise d'eau de la centrale La Grande-2-A.

Hausses tarifaires et inflation 2002-2007



Dans sa décision rendue en février 2007, la Régie de l'énergie permet à Hydro-Québec Distribution de hausser ses tarifs de 1,92 %, en moyenne, à compter du 1er avril 2007.

						Prévisions
Indice des prix à la consommation (IPC) Indice cumulé (1998 = 100)	109,5	112,6	114,7	117,2	119,6	122,0
Tarifs d'Hydro-Québec Indice cumulé (1998 = 100)	100,0	100,0	104,5	105,7	111,3	113,5

Travaux de maintenance du réseau souterrain d'Hydro-Québec Distribution.

Équipements d'automatisation et d'accès à distance d'Hydro-Québec TransÉnergie.

Indice comparatif des prix de l'électricité en 2006

Clientèle résidentielle au 1er avril 2006 (Montréal = 100)
Indice associé à une facture mensuelle (toutes taxes exclues) pour une consommation de 1 000 kWh

Winnipeg	95
Vancouver	97
Montréal	100
Seattle	124
Chicago	139
Edmonton	155
France*	162
Toronto	169
Espagne*	171
Allemagne*	184
Royaume-Uni*	261
Japon*	261
New York	291
San Francisco	320
Boston	361

Clientèle Grandes entreprises au 1er avril 2006 (Montréal = 100)
Indice associé à une facture mensuelle (toutes taxes exclues) pour une puissance de 10 MW, une consommation de 5 760 MWh et un facteur d'utilisation de 80 %

Winnipeg	73
Vancouver	82
Montréal	100
Seattle	141
Edmonton	143
Chicago	162
Espagne*	178
Toronto	185
San Francisco	224
Allemagne*	235
Italie*	269
Royaume-Uni*	284
Boston	310
New York	319

* Au 1er janvier 2006

Sources : Hydro-Québec, *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines au 1er avril 2006* et EURELECTRIC, *Electricity Tariffs as of 1 January 2006* (Published Tariffs).

Monteur de ligne d'Hydro-Québec TransÉnergie.

Avec 32 826 km de lignes, Hydro-Québec TransÉnergie exploite le plus vaste réseau de transport d'électricité en Amérique du Nord.

Prix de l'électricité en Amérique du Nord

Prix moyen de l'électricité par États (2005) et par provinces (2004)

Moyenne toutes catégories en ¢ US/kWh

Source: Energy Information Administration, *Electric Power Annual - 2005*, novembre 2006.
Source: Statistique Canada, *Production, transport et distribution d'électricité - 2004* (57-202-XIB), mars 2006.

Zones des prix moyens les plus élevés et les moins élevés

- >9,0 ¢ US/kWh:
  Etats du Nord-Est, Californie, Nevada et Texas
- <4,5 ¢ US/kWh:
  Surtout régions hydroélectriques

Sources d'énergie pour la production de l'électricité aux États-Unis (2005)

50 %	2 073 TWh	Charbon
19 %	782 TWh	Nucléaire
19 %	758 TWh	Gaz naturel
7 %	270 TWh	Hydraulique
3 %	123 TWh	Mazout
3 %	109 TWh	Autres

Sources d'énergie pour la production de l'électricité au Canada (2004)

58 %	337 TWh	Hydraulique
17 %	100 TWh	Charbon
15 %	85 TWh	Nucléaire
6 %	33 TWh	Gaz naturel
2 %	14 TWh	Mazout
1 %	8 TWh	Autres

Comparaison des entreprises d'électricité en Amérique du Nord

Données financières et d'exploitation[1]

(Comparaison en dollars d'origine)

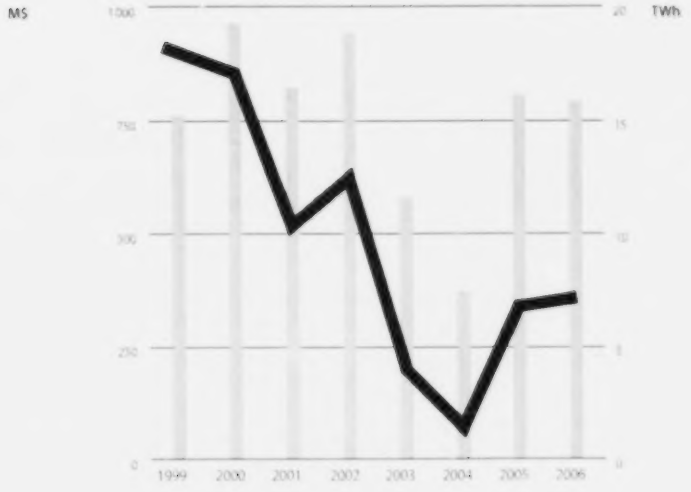
	Entreprises canadiennes				Entreprises américaines	
Pour l'exercice terminé le	**Hydro-Québec** 31 déc. 2005 $ CA	British Columbia Hydro 31 mars 2006 $ CA	Manitoba Hydro 30 mars 2006 $ CA	Ontario Power Generation 31 déc. 2005 $ CA	New York Power Authority 31 déc. 2005 $ US	Tennessee Valley Authority 30 sept. 2005 $ US
Propriété	Gouvernement du Québec	Gouvernement de la Colombie-Britannique	Gouvernement du Manitoba	Gouvernement de l'Ontario	Gouvernement de l'État de New York	Gouvernement des États-Unis
Structure	Intégrée	Intégrée	Intégrée	Production	Production/ Transport	Production/ Transport
Données d'exploitation						
Ventes (TWh)	**184,5**	88,99	33,7	non disponible	41,2	171,5
• Domestiques	**169,2**	52,44	19,9	non disponible	non disponible	sans objet
• Exportations	**15,3**	36,55	13,8	non disponible	non disponible	sans objet
Puissance installée (MW)	**34 571**	11 313	5 469	22 173	6 232	33 981
Production (TWh)	**158,6**[2]	47,2	37,6	108,5	24,6	159,9
• Hydraulique (%)	**97,0**	99,2	98,9	30,0	82,9	9,8
• Nucléaire (%)	**3,0**	0,0	0,0	41,5	0,0	28,2
• Thermique (%)	**0,0**	0,8	1,1	28,5	17,1	61,9
• Autres (%)	**0,0**	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nombre d'abonnements (milliers)	**3 753**	1 705	768	sans objet	sans objet	sans objet
Effectif	**22 131**	4 203	5 563	11 300	1 600	12 703
Hausse tarifaire moyenne (%)	**1,20**	0,0	2,25	sans objet	sans objet	0,0
Données financières (en millions de dollars)						
Produits totaux	**10 888**	4 311	2 399	5 798	2 506	7 794
Bénéfice d'exploitation	**4 538**	460	918	1 020	76	1 291
Bénéfice net	**2 252**	266[3]	415	366	58	85
Investissements[4]	**3 282**	607	498	763	244	1 339
Immobilisations	**50 373**	9 530	7 408	11 412	3 333	23 888
Actif total	**60 432**	12 704	10 482	21 623	6 389	34 473
Dette à long terme	**31 279**	6 694	7 051	3 089	1 941	17 751
Avoir de l'actionnaire	**17 376**	1 707	1 285	5 387	1 896	2 392

1. Certaines données ont été ajustées afin d'uniformiser la base de comparaison.
2. Les données ne comprennent pas la production de la centrale du Lac-Robertson (21 MW) et des centrales diesel (124 MW) qui sont exploitées par Hydro-Québec Distribution.
3. Le bénéfice net de BC Hydro inclut le montant des comptes différés de (241) M$.
4. Immobilisations corporelles et actifs incorporels.

Développement des marchés

- La division Hydro-Québec Production livre à Hydro-Québec Distribution un volume maximal d'électricité patrimoniale de 165 TWh par année à un prix moyen de 2,79¢/kWh.
- Au-delà de ce volume annuel, la production disponible est vendue au Québec ou hors Québec dans un contexte de libre concurrence, en réponse à des appels d'offres ou sur les marchés à court terme.
- La flexibilité de notre parc de centrales, dont la production est à 97 % d'origine hydraulique, permet d'acheter de l'électricité lorsque les prix sont bas en période de faible demande, par exemple la nuit, et d'en exporter lorsque les prix sont plus élevés en période de forte demande.
- Hydro-Québec Production fait, depuis 1999, des activités de courtage et des transactions d'achat-revente sur les marchés de l'énergie du nord-est du Canada et des États-Unis, plus précisément l'Ontario et le Nouveau-Brunswick, de même que les États de la Nouvelle-Angleterre ainsi que les États de New York, Pennsylvanie, New Jersey et Maryland.
- La mise en service des installations hydroélectriques présentement en construction ou à l'étude permettra à la fois d'augmenter la marge de manœuvre de la division et de profiter des occasions d'affaires qui se présentent sur les marchés hors Québec.
- Le niveau de nos réservoirs se situait à 114,3 TWh au 31 décembre 2006, contre 105,3 TWh à la même date l'année précédente.

Exportations nettes d'électricité



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Sorties nettes des réservoirs (en TWh)	18,5	17,3	10,6	12,6	4,0	1,5	6,7	7,0
Contribution nette (compte tenu des produits associés aux instruments dérivés liés à l'énergie) (en M$)	783	993	847	971	596	384	830	814

Environnement réglementaire québécois

Les activités de transport et de distribution d'électricité sont réglementées par la Régie de l'énergie (la Régie) sur la base du coût du service. Les activités de production d'électricité ne relèvent pas de la Régie de l'énergie. Toutefois, en vertu de la loi, Hydro-Québec Production est tenue de fournir à Hydro-Québec Distribution un bloc d'électricité patrimoniale de 165 TWh à un prix moyen de 2,79 ¢/kWh.

Décisions de la Régie de l'énergie

Hydro-Québec TransÉnergie
En février 2007, la Régie de l'énergie a autorisé la modification des tarifs de transport rétroactivement au 1er janvier 2007.

Le taux de rendement de l'avoir propre prévu pour l'année 2007 est de l'ordre de 7,50 %. La décision finale de la Régie de l'énergie à ce sujet est attendue au cours du premier trimestre de 2007.

Hydro-Québec Distribution
En février 2007, la Régie de l'énergie a autorisé une hausse moyenne de 1,92 % des tarifs d'Hydro-Québec Distribution à compter du 1er avril suivant.

Le taux de rendement de l'avoir propre autorisé pour l'année 2007 est de 7,57 %.

Effets de la réglementation sur les états financiers consolidés

Les états financiers consolidés sont présentés selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada et tiennent compte des décisions de la Régie de l'énergie. La prise en compte de ces décisions a pour effet de modifier le moment où des opérations sont constatées dans les résultats consolidés et donne lieu à la comptabilisation d'actifs et de passifs réglementaires, que la Société juge probable de pouvoir recouvrer ou régler ultérieurement au moyen du processus d'établissement des tarifs. Le tableau suivant présente la valeur comptable nette de ces actifs et de ces passifs au 31 décembre.

Actifs (passifs) réglementaires
(en millions de dollars)

	Années prévues d'amortissement	2005	2006
Écarts du coût annuel du service de transport pour la charge locale	Modalités à déterminer par la Régie	–	**355**
Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels	2007-2016	258	**241**
Coûts liés au Plan global en efficacité énergétique	2007-2016	131	**252**
Coûts engagés jusqu'à l'abrogation du tarif bi-énergie BT	2007-2011	76	**125**
Coûts liés à un projet majeur abandonné	2007	20	**10**
Écarts de coûts liés à l'achat d'électricité postpatrimoniale de l'année 2005	2007	13	**30**
Coûts liés au projet de déglaceur au poste de Lévis	2007-2047	1	**12**
		499	**1 025**
Écarts de coûts liés à l'achat d'électricité postpatrimoniale de l'année 2006	Modalités à déterminer par la Régie	– –	**(251)** **(11)**
		–	**(262)**
		499	**763**

De façon générale, ces coûts et écarts de coûts sont imputés à des comptes distincts et sont, lorsque les modalités sont déterminées par la Régie de l'énergie, amortis sur une ou plusieurs années selon une méthode qui est propre à chaque catégorie de coûts. Si les activités de transport et de distribution de la Société au Québec n'étaient pas réglementées, les coûts réels seraient constatés dans les résultats de l'exercice et le bénéfice net serait réduit de 264 M$ en 2006 (188 M$ en 2005).

Les risques et incertitudes liés aux actifs et aux passifs réglementaires font l'objet de suivis et d'évaluations périodiques. Lorsque la Société juge qu'il n'est plus probable que la valeur comptable nette d'un actif ou d'un passif réglementaire sera prise en compte dans l'établissement des tarifs futurs, cette valeur est constatée dans les résultats de l'exercice au cours duquel ce jugement est formulé.

État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2005-2014

Hydro-Québec Distribution présente un plan d'approvisionnement à la Régie de l'énergie à tous les trois ans. Ce plan décrit la stratégie et les objectifs que le Distributeur prévoit mettre en œuvre pour assurer l'approvisionnement en électricité des Québécois pour assurer l'approvisionnement.

Par ailleurs, au plus tard le 1er novembre de la première et de la seconde année suivant le dépôt du Plan d'approvisionnement, le Distributeur doit présenter un état d'avancement. Ce document fait le point sur les résultats atteints et sur la suffisance des approvisionnements en fonction des critères établis au Plan d'approvisionnement. De plus, il présente une mise à jour de la prévision de la demande. Le second État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2005-2014 a été déposé en octobre 2006.

Faits saillants de l'État d'avancement

- Depuis le Plan d'approvisionnement 2002-2011, le Distributeur a signé 13 contrats d'approvisionnement de long terme, pour une puissance installée de plus de 2 100 MW. Tous ces contrats ont été attribués à la suite d'appels d'offres.
- Outre l'appel d'offres pour 2 000 MW d'énergie éolienne de long terme en cours, le Distributeur procédera à un appel d'offres d'énergie éolienne de 500 MW dès l'adoption d'un décret à cet effet par le gouvernement du Québec.
- En 2006, la Régie de l'énergie a autorisé des options tarifaires spécifiques aux besoins en période de pointe, soit l'option d'électricité interruptible et l'utilisation de groupes électrogènes de secours.
- Le Distributeur fait face à des périodes où les approvisionnements sont supérieurs aux besoins. Pour rétablir l'équilibre énergétique dans ces cas, le Distributeur profitera de la flexibilité que lui procure son portefeuille d'approvisionnement.
- À l'horizon 2014, la prévision des ventes au Québec a été revue à la baisse par rapport à celle présentée dans l'État d'avancement 2005. Elle s'établit à 182,4 TWh, en tenant compte du nouvel objectif d'économies d'énergie de 7,1 TWh du Plan global en efficacité énergétique (PGÉE). La croissance prévue des ventes de 2004 à 2014 s'établit à 17,8 TWh, le taux moyen de croissance s'inscrivant à 1,0 %, ou environ 1,8 TWh, par an.
- L'essentiel de la croissance prévue, soit 55 %, provient du secteur industriel en raison principalement de la reprise des activités à l'aluminerie ABI, touchée par une grève en 2004, et de l'expansion de l'aluminerie Alouette à Sept-Îles. À lui seul, ce projet d'expansion compte pour quelque 4,3 TWh de la croissance prévue.
- La puissance requise à l'horizon 2013-2014 sera de 41 326 MW, en incluant la réserve requise pour faire face aux aléas de la demande et respecter le critère de fiabilité du Northeast Power Coordinating Council (NPCC).
- Le Distributeur entend faciliter la production décentralisée à partir d'énergies renouvelables, notamment éolienne et solaire. En vertu du programme autorisé, les clients peuvent produire de l'électricité pour leurs propres besoins et injecter leurs surplus, le cas échéant, sur le réseau d'Hydro-Québec Distribution. Ces surplus leur sont retournés au cours des périodes où leur consommation excède leur production.

Le réseau de distribution s'étend sur plus de 108 000 km.

Plan stratégique 2006-2010

Dans son Plan stratégique 2006-2010, Hydro-Québec réitère son engagement envers le développement durable en misant sur l'efficacité énergétique, sur le développement complémentaire de l'hydroélectricité et de l'éolien, ainsi que sur l'innovation technologique.

Efficacité énergétique
- Objectif de 4,7 TWh d'économies d'énergie à l'horizon 2010
- Cible de 8 TWh pour 2015

Développement complémentaire de l'hydroélectricité et de l'éolien
- Accélération des grands projets hydroélectriques
- Constitution d'un portefeuille de projets hydroélectriques de 4 500 MW
- Intégration de 4 000 MW d'énergie éolienne à l'horizon 2015, soutenue et facilitée par le développement hydroélectrique

Innovation technologique
- Intégration des nouvelles technologies aux installations d'Hydro-Québec, afin que l'entreprise demeure à la fine pointe de ses métiers, améliore encore davantage son service à la clientèle et devienne encore plus performante

Orientations

Hydro-Québec Production
- Augmenter la capacité de production hydroélectrique en accélérant la réalisation de projets
- Faciliter l'intégration de l'énergie éolienne
- Assurer l'efficience et la fiabilité du parc de production

Hydro-Québec TransÉnergie
- Assurer la fiabilité du réseau de transport
- Devenir une référence mondiale pour la qualité et la fiabilité de l'intégration de l'énergie éolienne

Hydro-Québec Distribution
- Promouvoir une utilisation plus efficace de l'électricité
- Augmenter la satisfaction de la clientèle
- Répondre aux besoins en électricité en favorisant les énergies renouvelables

Perspectives financières à l'horizon 2010

(en millions de dollars)

Résultats financiers[1]	**2007**[2]	**2008**	**2009**	**2010**
Bénéfice net	2 545	2 500	2 500	2 500
après redevances hydrauliques de	265	545	563	596
Dividendes déclarés	1 272	1 250	1 250	1 250
Avoir de l'actionnaire[3]	20 113	21 363	22 613	23 863
Investissements	4 484	3 816	3 994	3 745
Hausses tarifaires prévues au 1er avril	**2,8 %**	**3,5 %**	**2,5 %**	**0,1 %**

1. Basés sur les paramètres économiques publiés au Plan stratégique 2006-2010 (www.hydroquebec.com/publications).
2. Prévus au Plan d'affaires 2007 d'Hydro-Québec.
3. L'avoir de l'actionnaire a été ajusté pour tenir compte du solde au 31 décembre 2006.

MIEUX CONSOMMER

Plan global en efficacité énergétique
Hydro-Québec investira plus de 1 G$ dans son Plan global en efficacité énergétique d'ici à 2010. En 2006, les économies d'énergie ont atteint 643 GWh.

Hydro-Québec et le développement durable

Hydro-Québec est engagée dans le domaine environnemental depuis plus de trois décennies. Sa vision du développement durable est conforme à la définition proposée par la Commission Brundtland en 1987 et reprise par la Loi sur le développement durable du Québec adoptée en 2006 : « un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs ».

Dans cette optique, Hydro-Québec s'est dotée d'une politique de gouvernance et de plusieurs outils de gestion, tels que :

- des codes de conduite pour ses administrateurs, ses gestionnaires et ses employés ;
- un comité du Conseil d'administration chargé de suivre et orienter les actions de l'entreprise dans le domaine environnemental ;
- des systèmes de gestion environnementale conforme à la norme internationale ISO 14 001 ;
- des moyens diversifiés de concertation avec les gouvernements, les municipalités et les communautés autochtones ;
- des processus pour mesurer la perception et la satisfaction face à la performance d'Hydro-Québec en développement durable.

Hydro-Québec joue également un rôle dans de nombreuses initiatives qui établissent de bonnes pratiques de développement durable et de responsabilité sociale pour les entreprises, au Canada comme à l'étranger :

- Le rapport annuel sur le développement durable d'Hydro-Québec s'inspire de la troisième génération des lignes directrices de la Global Reporting Initiative (GRI). Cette organisation indépendante permet de comparer la performance des organisations en matière de développement durable, dans un souci de transparence. Plus de 1 000 entreprises dans le monde publient des rapports selon ces critères similaires à ceux des Dow Jones Sustainability Indexes (DJSI).
- Hydro-Québec adhère, comme près de 3 000 entreprises dans 100 pays, au Pacte global des Nations Unies, dont les dix principes traitent de la protection de l'environnement ainsi que du respect des droits humains et des travailleurs.
- Hydro-Québec met en œuvre les meilleures pratiques en matière de gouvernance, notamment par l'application volontaire de certains principes de la Loi Sarbanes-Oxley adoptée par le Congrès américain en 2002.
- Dans le cadre de l'Association internationale de l'hydroélectricité et de l'Association canadienne de l'hydroélectricité, Hydro-Québec participe activement à l'élaboration et à la promotion d'outils favorisant l'hydroélectricité en lien avec le développement durable.

Des résultats concrets

Gaz à effet de serre et changements climatiques
97 % de l'énergie produite par Hydro-Québec provient de l'hydroélectricité, ce qui génère très peu de gaz à effet de serre (GES). Cette situation contribue directement au bon bilan du Québec dans le domaine des GES et pourrait ouvrir des possibilités avantageuses pour Hydro-Québec dans un futur marché canadien du carbone.

Capital humain
Hydro-Québec compte plus de 22 000 employés. Divers programmes visent à assurer la mobilisation du personnel, le maintien d'une expertise de haut calibre et une relève compétente et dynamique. Depuis 2001, l'entreprise s'est dotée d'un Plan corporatif de soutien à la relève en vue du départ à la retraite d'une tranche importante de ses employés d'ici à 2012.

Économie et société
Hydro-Québec contribue à la vitalité économique et sociale du Québec. À titre d'exemple, le projet hydroélectrique Eastmain-1-A–Sarcelle–Rupert produira des retombées économiques estimées à plus de 2 G$ pour la période 2006-2010 et générera des emplois équivalant à quelque 27 000 années-personnes.

Par ailleurs, l'entreprise veille à optimiser l'intégration de ses projets et activités dans leur milieu. À cette fin, elle s'est dotée de structures permanentes de consultation avec les regroupements municipaux et conclut, suivant les besoins, des ententes avec les milieux concernés.

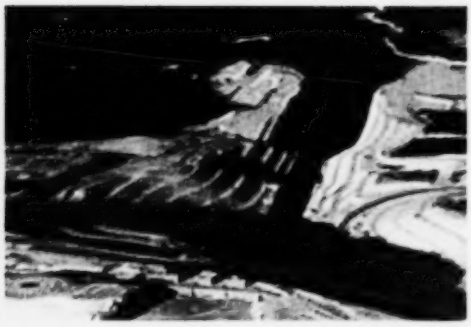
Portefeuille de projets d'Hydro-Québec Production

PROJETS EN CONSTRUCTION

Centrales et aménagements	Mise en service	Travaux	Puissance	Énergie	Investissements
Centrale Mercier Région : Outaouais Mandataire : Hydro-Québec Équipement	2007	2002-2007	51 MW	0,3 TWh	176 M$
Aménagement hydroélectrique de la Péribonka Région : Saguenay–Lac-Saint-Jean Mandataire : Hydro-Québec Équipement	2007-2008	2004-2008	385 MW	2,2 TWh	1,4 G$
Aménagements hydroélectriques de la Chute-Allard et des Rapides-des-Cœurs Région : Mauricie Mandataire : Hydro-Québec Équipement	2008	2005-2008	139 MW	0,9 TWh	0,7 G$
Centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle et dérivation Rupert Région : Nord-du-Québec Mandataire : Société d'énergie de la Baie James	2009-2012	2007-2012	893 MW	8,5 TWh	5,0 G$[1]
PROJETS À L'ÉTUDE					
Complexe de la Romaine Région : Minganie	2014 et plus		1 550 MW	7,7 TWh	6,5 G$

1. Excluant les ententes avec les communautés locales et autochtones.

Le nouvel aménagement des Rapides-des-Cœurs aura une puissance installée totale de 76,5 MW.



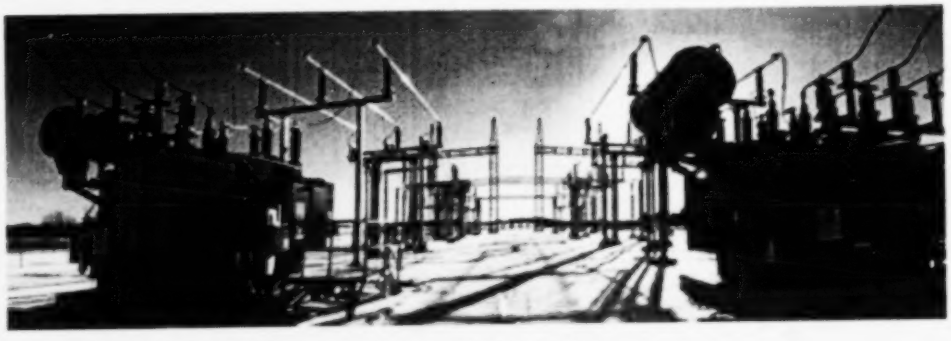
La mise en service de la centrale de l'Eastmain-1 a eu lieu en décembre 2006, soit deux mois plus tôt que prévu.

Portefeuille de projets d'Hydro-Québec TransÉnergie[1]

PROJETS EN CONSTRUCTION

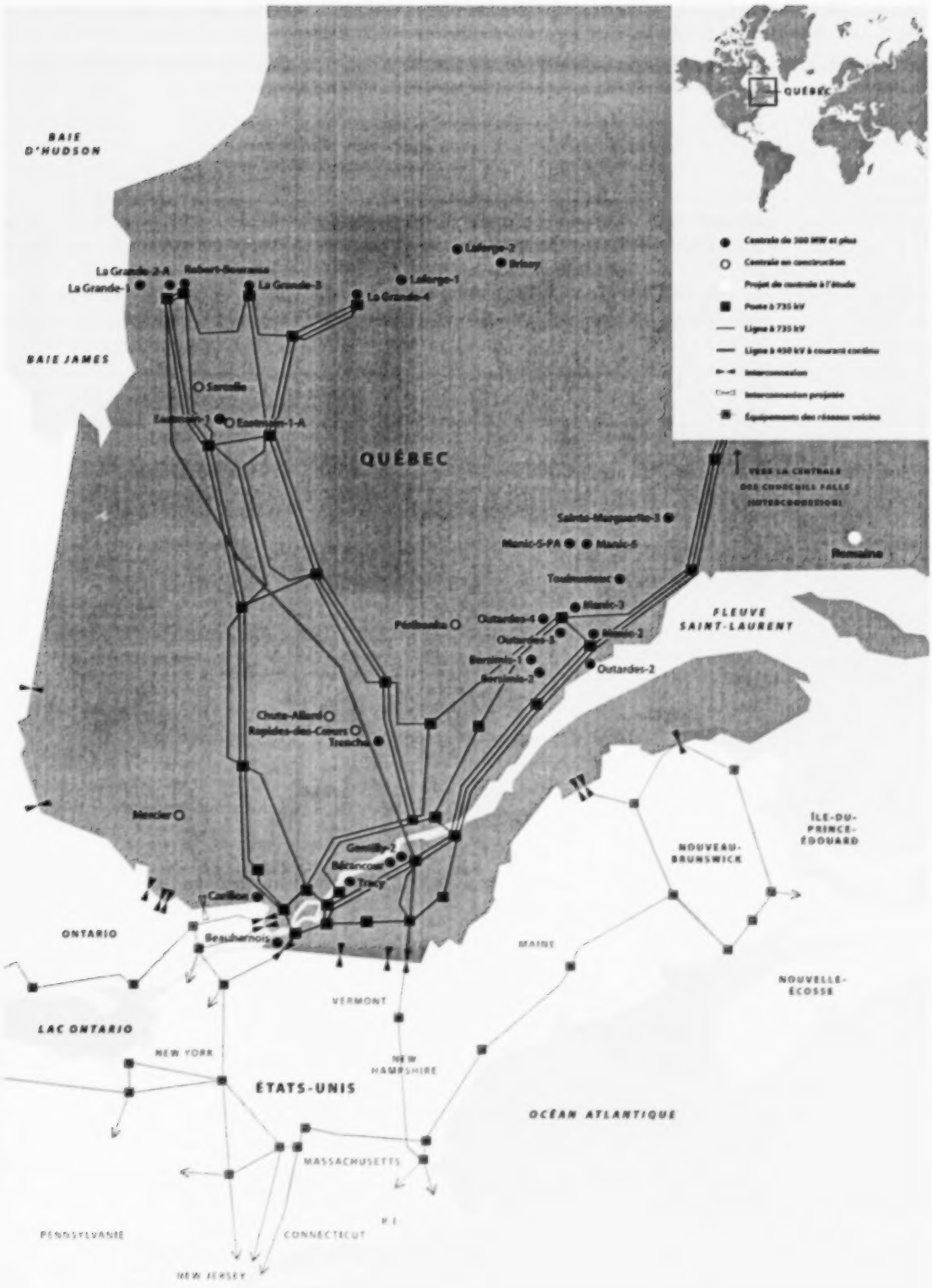
Raccordements, intégration au réseau de transport et nouveaux postes	Mise en service	Investissements
Raccordement des aménagements hydroélectriques de la Chute-Allard et des Rapides-des-Coeurs	2008	105 M$
Raccordement de l'aménagement hydroélectrique de la Péribonka	2008	185 M$
Poste Saraguay	2008	39 M$
Nouvelle interconnexion de 1 250 MW avec l'Ontario (poste)	2009	440 M$
PROJETS EN COURS D'APPROBATION		
Poste Saint-Maxime – Réfections et augmentation de la capacité de transformation	2007-2010	42 M$
Intégration de la puissance de parcs éoliens suite au 1er appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution	2007-2012	533 M$
Poste Wemindji	2008	46 M$
Poste Saint-Lin (nouveau poste)	2008	47 M$
Poste Vaudreuil-Soulanges (nouveau poste)	2009	30 M$
Poste Hauterive – Réfections et augmentation de la capacité de transformation	2009	79 M$
Nouvelle interconnexion de 1 250 MW avec l'Ontario (ligne)	2010	236 M$
Poste Sorel – Réfection	2010	52 M$
Raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle	2011	176 M$
PROJETS À L'ÉTUDE		
Poste Mont-Tremblant (nouveau poste)	2009	
Poste Bourassa II (nouveau poste)	2009	
Poste Anne-Hébert (nouveau poste)	2010-2011	
Intrégration de la puissance des parcs éoliens (2 000 MW) suite au 2e appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution	2010-2015	
Raccordement du complexe de la Romaine	2016-2020	

1. Le coût des projets en télécommunications, lorsque requis, n'est pas inclus dans les investissements d'Hydro-Québec TransÉnergie.



Le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie comprend 508 postes de transformation.

Carte du réseau



Parc de production 2006

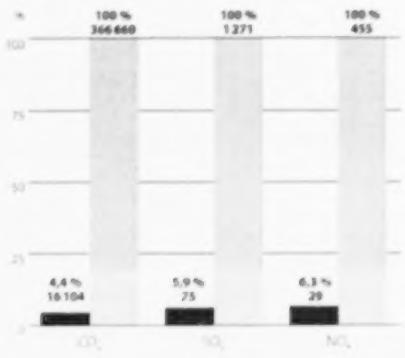
	Mise en service	Puissance (en mégawatts)
Centrales hydroélectriques[1]		
Robert-Bourassa	1979-1981	5 616
La Grande-4	1984-1986	2 779
La Grande-3	1982-1984	2 417
La Grande-2-A	1991-1992	2 106
Beauharnois	1932 et 1961	1 673
Manic-5	1970-1971	1 528
La Grande-1	1994-1995	1 436
Manic-3	1975-1976	1 244
Bersimis-1	1956-1959	1 125
Manic-5-PA	1989-1990	1 064
Manic-2	1965-1967	1 041
Autres (44 centrales de moins de 1 000 MW, comprenant Lac-Robertson qui appartient à Hydro-Québec Distribution)	1910-2006	10 944
		32 973
Centrale nucléaire		
Gentilly-2 (nucléaire)	1983	675
Centrales thermiques classiques		
Tracy (classique)	1964-1968	660
Bécancour, La Citière et Cadillac (turbines à gaz)	1976-1993	881
Autres (24 groupes diesels)[2]	1946-2001	124
		2 340
Parc éolien		
Saint-Ulric (3 aérogénérateurs)	2001	**2**
Puissance installée totale		**35 315**

Autres sources d'approvisionnement	
Centrale des Churchill Falls de la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited[3]	5 428
Six parcs éoliens appartenant à des producteurs privés[4]	320
Ententes avec d'autres fournisseurs privés[5]	1 206

1. La puissance installée des centrales correspond à celle des alternateurs dans des conditions d'exploitation hivernales (température de l'eau à 5 °C).
2. Hydro-Québec Distribution possède et exploite ces centrales.
3. Hydro-Québec dispose de la quasi-totalité de la production.
4. Hydro-Québec achète la totalité de la production.
5. Hydro-Québec a accès à cette production.

Comparaison des émissions atmosphériques d'Hydro-Québec à la moyenne régionale[1]

(Facteurs d'émission : tonnes métriques/TWh)



1. Moyenne régionale pour les entreprises d'électricité des six États de la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York (2004), l'Ontario (2005) et le Nouveau-Brunswick (2004-2005).

Sources d'information : *Emissions & Generation Resource Integrated Database (e-GRID2006), version 1.0, janvier 2006*, U.S. EPA, *Towards Sustainable Development 2005 Progress Report*, Ontario Power Generation, *New Brunswick Power Corporation 2004-2005 Annual Report*, *New Brunswick Power Corporation Environmental Performance Report 2005*.

La gestion des risques

Dans la gestion de ses risques d'entreprise, Hydro-Québec privilégie une approche intégrée. Les grandes unités de l'entreprise doivent recenser et évaluer leurs principaux risques, puis élaborer des mesures d'atténuation. Les risques ainsi déterminés sont consolidés dans un portefeuille présenté au Conseil d'administration.

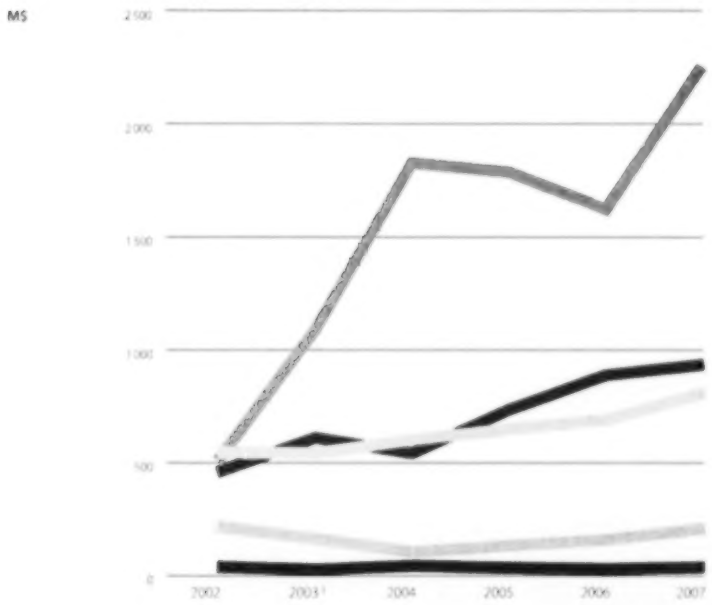
Voici un aperçu des principaux risques d'entreprise d'Hydro-Québec et des mesures d'atténuation prévues pour chacun :

Risques	Aperçu des mesures d'atténuation
Risques financiers	
Volatilité des taux d'intérêt, des taux de change et du prix de l'aluminium	• Court terme : gestion intégrée active visant à limiter les impacts sur les résultats de l'entreprise • Moyen et long termes : atténuation à l'aide de certains éléments compensateurs tels que des dettes libellées en dollars américains, en relation de couverture avec les ventes réalisées dans cette devise
Production	
Apports naturels en eau	• Maintien de la capacité de combler un déficit d'apports naturels en eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives • Gestion pluriannuelle du stock énergétique • Maintien d'un écart suffisant entre les engagements contractuels et les moyens de production
Risques de crédit et de marché liés aux transactions effectuées sur les marchés de gros	• Quantification des risques, application des contrôles, présentation de rapports quotidiens à la Haute direction et respect des limites approuvées par la direction et le Conseil d'administration • Surveillance permanente des positions de marché et utilisation d'instruments dérivés de couverture
Transport	
Continuité du service de transport	• Application des critères de fiabilité du NERC[1] et du NPCC[2] • Mise en place de mesures pour entretenir et renforcer les installations sur le réseau et en prolonger la vie utile
Disponibilité d'une capacité de transit suffisante et intégration des nouvelles centrales et nouvelles sources d'énergie, dont les parcs éoliens	• Planification intégrée des activités et des projets d'équipement de transport • Optimisation de l'intégration de l'énergie éolienne sans compromettre la stabilité et la fiabilité du réseau
Distribution	
Évolution de la demande en électricité et aléa climatique	• Négociation de clauses de flexibilité avec les fournisseurs • Raffinement de la méthode de prévision des besoins à court terme • Utilisation d'outils de gestion de la pointe • Poursuite des efforts en efficacité énergétique afin de limiter la croissance de la demande
Continuité du service du réseau de distribution	• Stratégie intégrée d'interventions sur le réseau pour le renouvellement des actifs, la maintenance du réseau et le contrôle de la végétation
Construction	
Pression à la hausse sur les coûts des projets d'Hydro-Québec	• Élaboration de stratégies pour atténuer les impacts de la conjoncture économique sur les approvisionnements et sur la réalisation des projets de construction • Révision de la gestion des projets pour optimiser la réalisation des travaux
Activités corporatives et autres	
Respect et préservation de l'environnement	• Adoption d'un système de gestion environnementale conforme à la norme ISO 14001 • Examen annuel de la gestion des enjeux environnementaux et intégration des préoccupations environnementales dans l'ensemble des activités de l'entreprise
Sécurité de l'information	• Évaluation des défenses des systèmes d'information contre les intrusions • Mise en place d'un centre d'expertise antivirus, déploiement de dispositifs de filtrage, surveillance des systèmes, gestion des identités et des accès • Mise en place d'un plan de gestion des incidents et des vulnérabilités

1. North American Electric Reliability Corporation.
2. Northeast Power Coordinating Council.

Investissements en immobilisations corporelles et actifs incorporels 2002-2007

(avec effet sur la trésorerie)



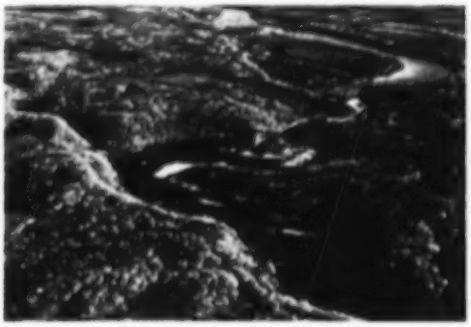
Hydro-Québec compte investir plus de 4 G$ en 2007. Elle consacrera plus de 60 % de cette somme aux activités de développement et de croissance.

						Prévisions
Production	1 018	1 428	1 820	1 780	1 615	2 251
Distribution	540	540	601	645	690	805
Transport	452	609	541	722	882	931
Activités corporatives et autres[2]	213	158	98	129	157	208
Équipement	9	4	11	6	4	9
Total	**2 232**	**2 739**	**3 071**	**3 282**	**3 348**	**4 204**

1. Comprend des éliminations intersectorielles de 4 M$.

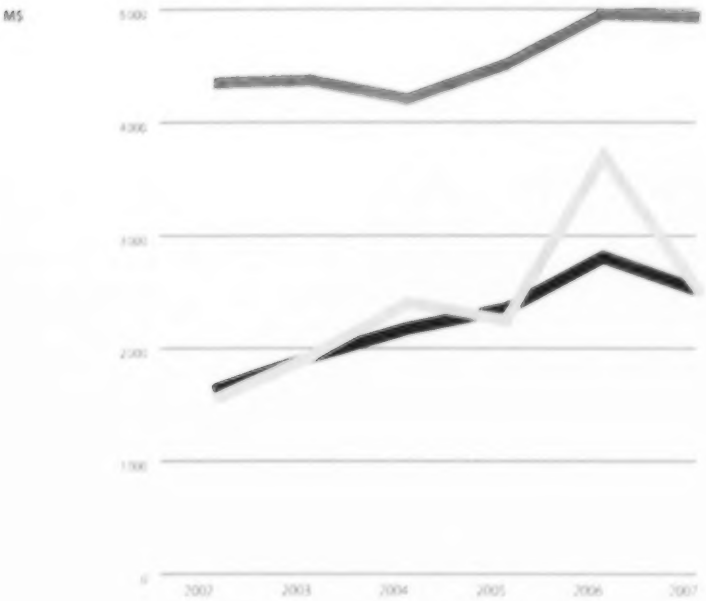
2. Cette rubrique comprend le Groupe de la technologie, le Groupe des finances, le Groupe des affaires corporatives et secrétariat général ainsi que le Groupe des ressources humaines et des services partagés. Le Centre de services partagés est un regroupement interne de services offerts à la Société, notamment l'acquisition de biens et services, la gestion immobilière, la gestion du matériel et des services de transport de même que les technologies de l'information.

Travailleurs dans la centrale du complexe hydroélectrique de l'Eastmain-1.



Les études d'avant-projet du complexe de la Romaine ont débuté en juillet 2004.

Bénéfices 2002-2007



En 2007, Hydro-Québec prévoit réaliser un bénéfice provenant des activités poursuivies de l'ordre de 2,5 G$, conformément aux perspectives du Plan stratégique 2006-2010. Cette prévision tient compte de l'introduction graduelle, à compter de 2007, de redevances hydrauliques payées par Hydro-Québec Production.

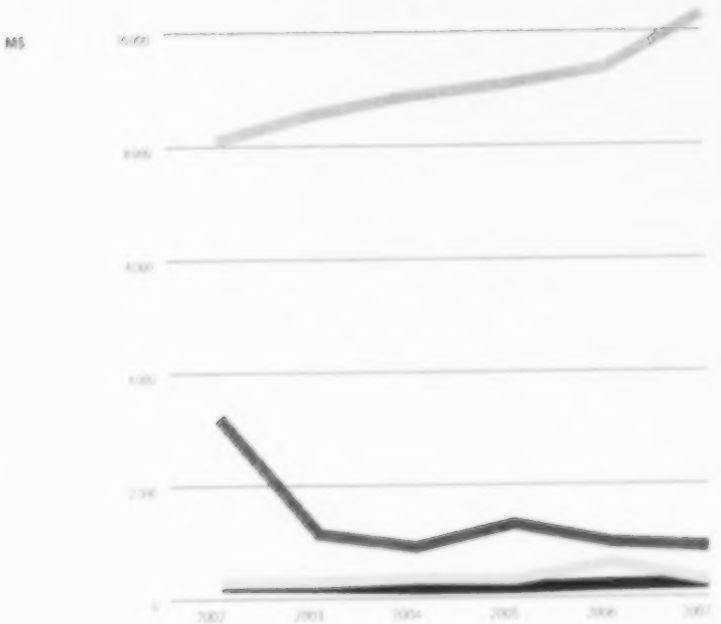
						Prévisions
Bénéfice d'exploitation	4 394	4 412	4 252	4 538	5 009	4 971
Bénéfice provenant des activités poursuivies	1 616	1 920	2 168	2 351	2 797	2 500
Bénéfice net	1 585	1 938	2 435	2 252	3 741	2 545

Paramètres économiques et financiers

	2006	Prévisions 2007
Taux de croissance du produit intérieur brut réel du Québec (en %)	1,6[1]	1,7
Taux de croissance du volume des ventes d'électricité au Québec par Hydro-Québec (en %)	-1,1	2,6[2]
Hausse de l'indice des prix à la consommation au Canada (en %)	2,0	2,0
Hausse tarifaire applicable au 1er avril (en %)	5,3	1,9[3]
Taux de change du dollar canadien en dollar américain	0,882	0,870

1. Estimé à partir des résultats de novembre publiés par l'Institut de la statistique du Québec.
2. Prévu au Plan d'affaires 2007 d'Hydro-Québec.
3. Autorisée par la Régie de l'énergie le 27 février 2007. Les prévisions du Plan d'affaires 2007 d'Hydro-Québec sont basées sur la requête tarifaire initiale d'Hydro-Québec Distribution, qui se chiffrait à 2,6 %.

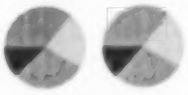
Produits 2002-2007



Le chiffre d'affaires de 2006 est en hausse de 2,5 % par rapport à 2005. Cette augmentation est due essentiellement à la comptabilisation d'un gain de change sur des dettes et des swaps en dollars américains (234 M$), par suite du traitement comptable de couverture. Ce montant est présenté avec les autres produits d'exploitation. De plus, la progression des produits des ventes au Québec est associée à la croissance de la demande de base et à des ajustements tarifaires.

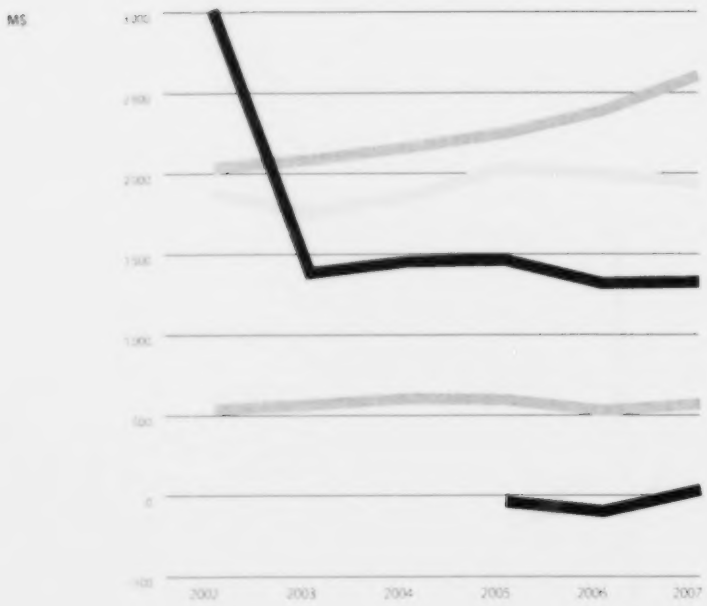
						Prévisions
Ventes d'électricité au Québec	8 112	8 578	8 922	9 121	9 402	10 308
Ventes à court terme d'électricité hors Québec	3 233	1 138	905	1 290	951	880
Ventes à long terme d'électricité hors Québec	233	207	179	174	198	225
Autres produits	274	274	335	303	610	265
Total	**11 852**	**10 197**	**10 341**	**10 888**	**11 161**	**11 678**

Répartition par clientèle du produit des ventes d'électricité



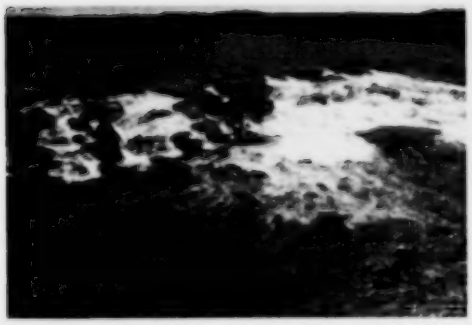
	2006	2007
Domestique et agricole	35,8 %	36,2 %
Générale et institutionnelle	22,3 %	22,2 %
Industrielle	28,6 %	29,5 %
Autres, incluant ventes hors Québec	13,2 %	12,1 %

Charges 2002-2007



Depuis le 1er janvier 2007, Hydro-Québec Production est assujettie au versement de redevances hydrauliques destinées au Fonds des générations. Pour 2007, le montant prévu de 265 M$ correspond à la moitié du taux applicable à compter de 2008.

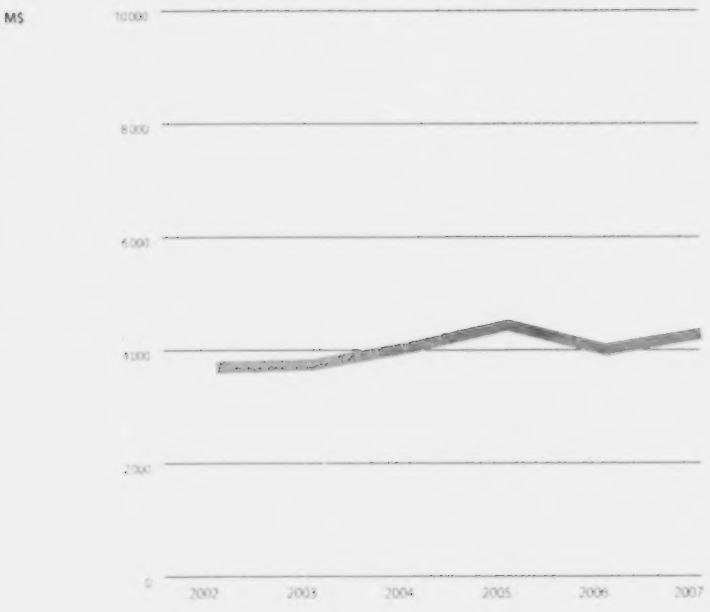
						Prévisions
Exploitation	2022	2070	2157	2248	2394	2610
Achats d'électricité et de combustible	3022	1380	1464	1496	1315	1319
Reports réglementaires	–	–	–	(11)	(93)	11
Amortissement	1877	1768	1862	2023	2007	1940
Taxes	537	567	606	594	529	562
Redevances hydrauliques						265
Total	**7458**	**5785**	**6089**	**6350**	**6152**	**6707**



La construction du complexe de la Romaine pourrait débuter en 2009

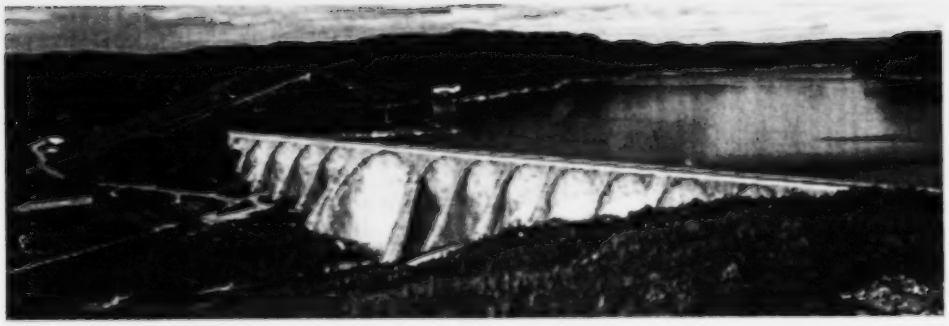
Travaux de jointeur de TransÉnergie au chantier de la Péribonka.

Fonds générés par l'exploitation 2002-2007



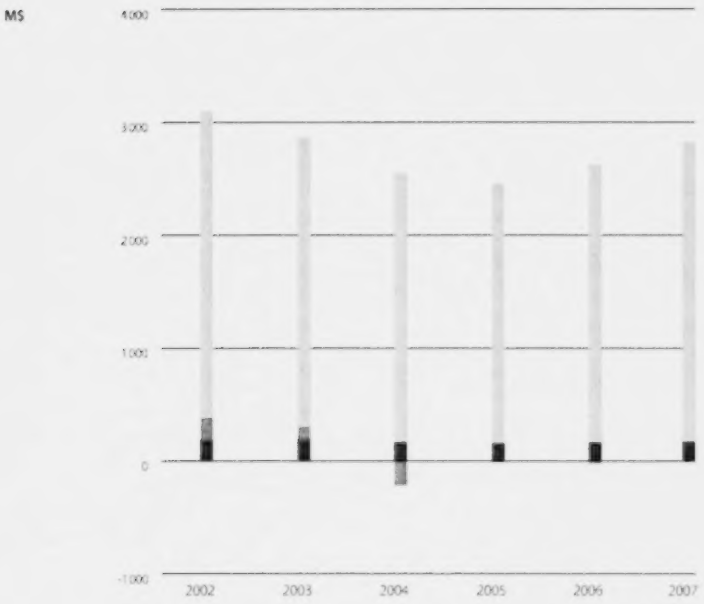
Les fonds générés par l'exploitation, combinés au programme annuel d'approvisionnement de fonds, permettent de financer nos investissements dans un contexte de développement de grands projets de construction, et de verser des dividendes à l'actionnaire.

						Prévisions
Fonds générés par l'exploitation	3 682	3 700	4 017	4 401	4 006	4 233



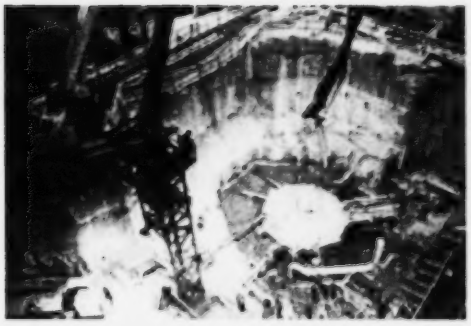
Le barrage Daniel-Johnson, témoin du savoir-faire québécois dans le domaine de l'ingénierie.

Frais financiers 2002-2007



Historiquement, tous les gains et pertes de change étaient présentés au poste Perte (gain) de change sous la rubrique Frais financiers. En 2006, Hydro-Québec a adopté une présentation comptable où l'effet de couverture des ventes en dollars américains par les dettes et les swaps était reclassé sous la rubrique Produits. Par conséquent, cet effet de couverture ne fait plus partie des frais financiers.

						Prévisions
Intérêts	2711	2563	2382	2305	2466	2658
Perte (gain) de change	203	117	(218)	(1)	(21)	0
Frais de garantie relatifs aux emprunts	185	184	161	155	158	168
Moins						
Frais financiers capitalisés	299	347	226	249	312	318
Revenu net de placements	22	25	15	23	79	37
Total	**2778**	**2492**	**2084**	**2187**	**2212**	**2471**

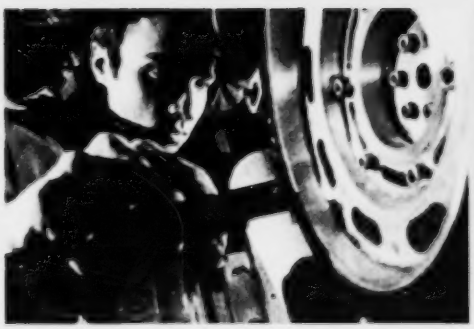


La centrale souterraine de la Péribonka aura une puissance totale installée de 385 MW.

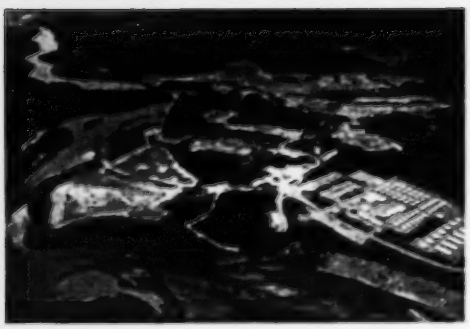
En 2008, à la fin des travaux, le campement du projet Péribonka sera transporté vers un autre chantier, et l'aire sera reboisée.

Objectifs et stratégies de financement

FINANCEMENT ET GESTION DE LA DETTE	Objectifs	Principales stratégies
	1. Maintenir la qualité de la signature d'Hydro-Québec sur les marchés des capitaux	• Créer des obligations de référence • Étaler les échéances de manière à maintenir le programme de financement annuel à un niveau stable • Concentrer les financements sur les marchés stratégiquement importants pour l'entreprise, notamment le marché canadien
	2. Diversifier les sources de financement de l'entreprise tout en limitant les risques de change	• Maintenir l'accès aux marchés étrangers, notamment le marché du dollar américain • Couvrir les financements étrangers, autres qu'en dollars américains, au moyen de swaps de devises • Rechercher des arbitrages de coût entre les différents marchés
	3. Gérer efficacement la dette	• Renégocier et racheter les emprunts avant échéance dans la mesure où ces opérations permettent de réduire le coût de la dette



L'Institut de recherche d'Hydro-Québec conçoit entre autres des appareils de pointe pour le travail dans des environnements difficiles.



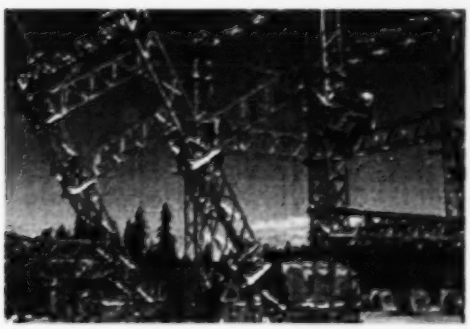
Chantier de construction de l'aménagement hydroélectrique de la Péribonka.

Principaux ratios financiers

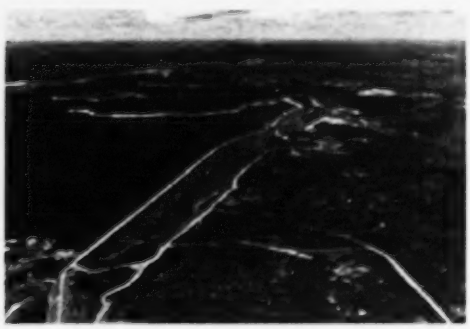
	2002	2003	2004	2005	2006	Prévisions 2007
RATIOS FINANCIERS						
Ratios de couverture						
Couverture des intérêts[1]	1,63	1,73	1,79	2,00	2,06	**1,88**
Couverture des intérêts avant amortissement[2]	2,31	2,46	2,72	2,92	2,95	**2,67**
Ratios de liquidité						
Flux monétaires nets en % des investissements en immobilisations[3]	128,7	107,1	99,5	88,9	109,1	**45,6**[4]
Taux d'autofinancement[5] (en %)	73,4	56,3	78,4	58,6	86,5	**43,9**[6]
Fonds provenant des opérations en % de la dette totale[7]	7,8	8,9	10,9	11,7	12,7	**11,1**
Ratios de profitabilité						
Marge bénéficiaire provenant des activités poursuivies[8] (en %)	13,6	18,8	21,0	21,6	25,1	**21,4**
Rendement de l'avoir propre[9] (en %)	11,5	13,2	15,5	13,4	20,7	**13,1**
Ratio de structure financière						
Taux de capitalisation[10] (en %)	26,2	29,8	32,8	34,2	36,1	**37,2**
Coût moyen de la dette[11] (en %)	7,8	7,8	7,0	7,6	7,9	**8,4**
DIVIDENDES[12] (en millions de dollars)	763	965	1 350	1 126	2 342	**1 272**

Note : Certaines données comparatives ont été reclassées en fonction de la présentation de 2006.

1. Quotient du bénéfice d'exploitation et du revenu net de placements par la dépense brute d'intérêts.
2. Quotient du bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement par la dépense brute d'intérêts.
3. Quotient des flux de trésorerie provenant de l'exploitation diminuées des dividendes versés par les investissements en immobilisations.
4. Pour l'année 2007, la diminution de ce ratio est principalement attribuable à l'important versement de dividendes de 2006.
5. Quotient des flux de trésorerie provenant de l'exploitation des activités poursuivies diminuées des dividendes versés par la somme des investissements, de l'échéance de la dette à long terme et du rachat des fonds d'amortissement.
6. Pour l'année 2007, la diminution de ce ratio est principalement attribuable à l'important versement de dividendes de 2006.
7. Quotient du bénéfice net avant éléments extraordinaires, amortissement, frais d'emprunts capitalisés, impôt différé et la part des actionnaires sans contrôle par la somme de la dette à long terme, de la dette à perpétuité, des emprunts à court terme et de la tranche à moins d'un an de la dette à long terme (moyenne de l'année).
8. Quotient du bénéfice net provenant des activités poursuivies par les produits.
9. Quotient du bénéfice net par l'avoir de l'actionnaire moyen de l'année.
10. Quotient de l'avoir de l'actionnaire par la somme de l'avoir de l'actionnaire, de la dette à long terme, de la dette à perpétuité, des emprunts à court terme et de la tranche à moins d'un an de la dette à long terme diminuée des swaps et fonds d'amortissement.
11. Quotient des intérêts bruts, de la perte (ou gain) nette sur rachat de dette à long terme, de la perte (gain) de change et des frais de garantie par la somme de la dette à long terme, de la dette à perpétuité, des emprunts à court terme et de la tranche à moins d'un an de la dette à long terme (moyenne de l'année) diminuée des actifs financiers liés à la dette.
12. Les dividendes déclarés au titre d'une année sont versés durant l'exercice suivant.

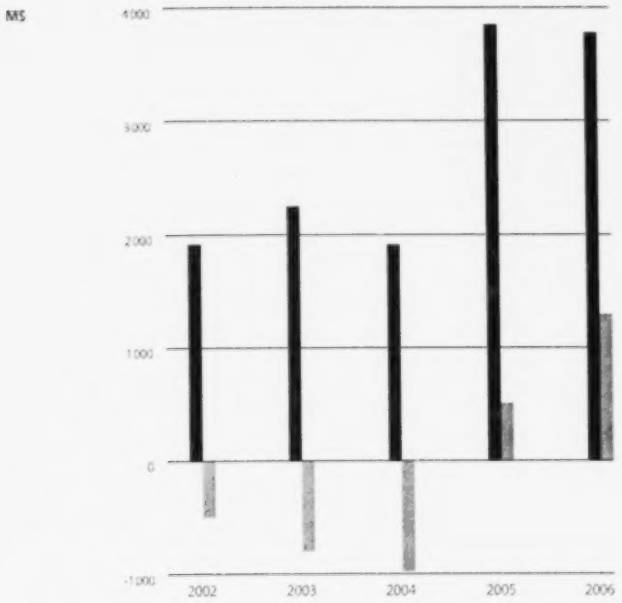


Construction du poste à 69 kV qui, aujourd'hui, dessert la communauté crie de Waskaganish.



Aménagement hydroélectrique de La Grande-3.

Besoins de financement 2002-2006[1]



En 2007, le programme d'emprunts s'établit à 1,1 G$, étant donné le programme d'investissements, le versement des dividendes de 2006, les échéances de dette et les fonds générés par l'exploitation.

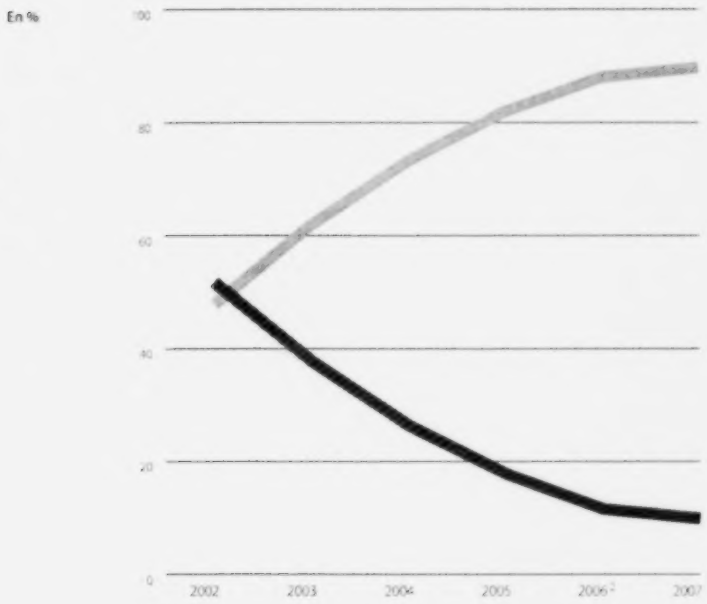
	2002	2003	2004	2005	2006
Emprunt brut	1 918	2 248	1 916	3 855	3 781
Emprunt (ou remboursement) net	(495)	(797)	(979)	515	1 298

1. L'analyse porte sur les activités de financement d'Hydro-Québec excluant les filiales et les participations.

Marchés

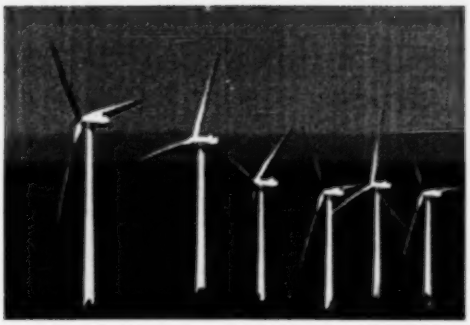
	2002	2003	2004	2005	2006
Canadien	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Autres marchés	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

Composition de la dette selon la devise de remboursement 2002-2007[1]



						Prévisions
Dollars américains	52,0 %	37,9 %	26,5 %	17,8 %	11,6 %	9,8 %
Dollars canadiens	48,0 %	62,1 %	73,5 %	82,2 %	88,4 %	90,2 %

1. Dette d'Hydro-Québec excluant la dette à perpétuité, les filiales et les participations. Pour les composantes, voir le tableau de la page 34. La dette est convertie en dollars canadiens aux cours de clôture à la date du bilan.
2. Taux de change : 1,1653 $ CA/$ US.



En 2014, le Québec pourra compter sur près de 4 000 MW générés par la filière éolienne.

Ligne de transport à 161 kV entre la centrale Péribonka et le poste Simard, une distance de 128 km.

Écarts canadiens des obligations à 10 ans

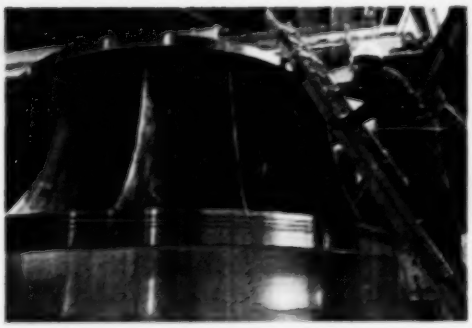
QUÉBEC-ONTARIO 1990-2007

Source : Hydro-Québec

QUÉBEC-CANADA 1990-2007

Source : Hydro-Québec

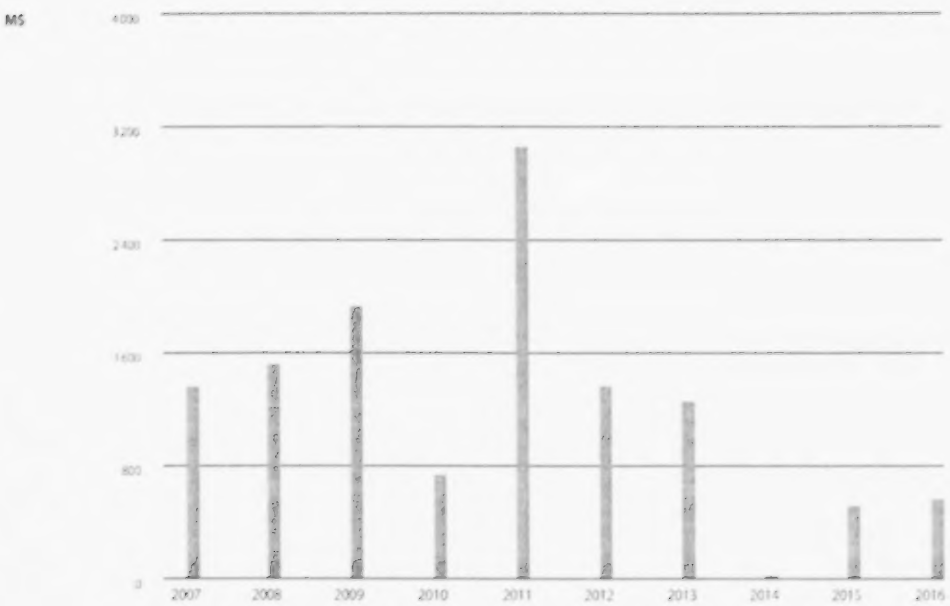
La performance à long terme des écarts du crédit Québec demeure nettement positive. Les écarts restent à un niveau proche des meilleures valeurs affichées pendant la période observée.



Mise en place d'une roue de turbine à la centrale de l'Eastmain-1.

Travaux à la centrale du complexe hydroélectrique de l'Eastmain-1.

Échéances de dette 2007-2016

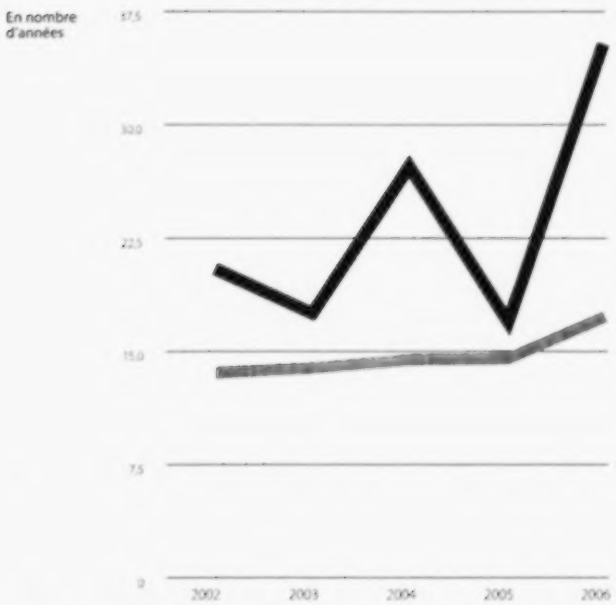


	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Échéances de dette[1]	1 356	1 517	1 930	734	3 054	1 361	1 255	17	515	563

1. Excluant le fonds d'amortissement et les swaps qui constituent des actifs financiers.

L'ensemencement de poissons est une partie importante des activités de compensation environnementale reliées aux projets hydroélectriques.

Durée de vie moyenne de la dette 2002-2006[1]



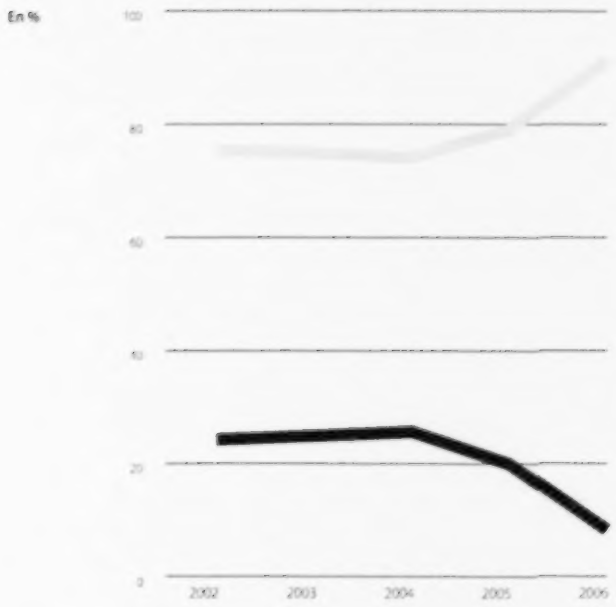
	2002	2003	2004	2005	2006
Durée de vie moyenne des emprunts de l'année	20,5	17,5	27,3	16,9	35,4
Durée de vie moyenne de la dette	13,5	13,9	14,5	14,8	17,3

1. L'analyse porte sur les activités de financement d'Hydro-Québec excluant les filiales et les participations.

La passerelle aux abords du barrage Témiscouata permet de rejoindre une piste cyclable reliant le Québec et le Nouveau-Brunswick.

La voiture électrique Cleanova II est motorisée par TM4, une coentreprise d'Hydro-Québec.

Répartition de la dette totale à taux fixe et à taux variable 2002-2006[1]



	2002	2003	2004	2005	2006
Taux fixe (%)	75,7	75,2	74,3	79,9	91,8
Taux variable (%)	24,3	24,8	25,7	20,1	8,2
Total (en M$)	**37 631**	**33 357**	**31 973**	**32 237**	**33 309**

1. L'analyse porte sur les activités de financement d'Hydro-Québec excluant les filiales et les participations. La dette est convertie en dollars canadiens aux cours de clôture à la date du bilan.
2. Taux de change : 1,1653 $ CA/$ US.

Évolution des composantes de la dette totale 2002-2006[1]

(en millions de dollars)

	2002	2003	2004	2005	2006[2]
Dette à long terme	34 573	32 292	31 387	31 151	34 104
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme	2 761	1 609	1 908	3 141	1 350
Swaps et fonds d'amortissement (court et long terme)	-335	-984	- 1 713	- 2 434	- 2 482
Dette à perpétuité	632	440	391	379	337
Dette totale	**37 631**	**33 357**	**31 973**	**32 237**	**33 309**

1. L'analyse porte sur les activités de financement d'Hydro-Québec excluant les filiales et les participations. La dette est convertie en dollars canadiens aux cours de clôture à la date du bilan.
2. Taux de change : 1,1653 $ CA/$ US.

Financements préautorisés

Type de financement	Volume autorisé	Marché	Échéance	Encours au 31 décembre 2006
Marges de crédit bancaire	350 M$ US ou 350 M$ CA 40 M$ CA 110 M$ US			
Ligne de crédit de soutien[1]	2 G$ US[2]			
Papier commercial[1]	2 250 M$ US ou l'équivalent en $ CA	États-Unis ou Canada	Max. 364 jours Max. 365 jours	25 M$ CA
Billets à moyen terme[1]	3 000 M$ US ou l'équivalent en d'autres monnaies	États-Unis	9 mois et plus	519,7 M$ US
	16 000 M$ CA ou l'équivalent en $ US	Canada	1 an et plus	12 335,8 M$ CA

1. Garanti par le gouvernement du Québec.
2. Peut être prolongée chaque année d'une année.

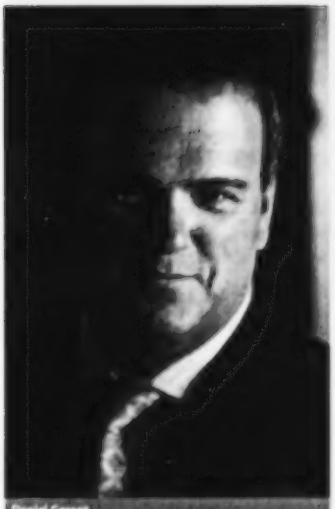
Garantie de la dette de la Société

En 2006, la dette à long terme de la Société comprend 33 436 M$ de débentures et de billets à moyen terme qui sont garantis inconditionnellement et irrévocablement par le gouvernement du Québec, tout comme les régimes d'emprunt de court terme, soit le papier commercial et les lignes de crédit de soutien.

Certains placements privés, les contrats de location-acquisition et les swaps constituant des passifs financiers, qui totalisent 2 018 M$, ne sont pas garantis par le gouvernement du Québec.

COTES DE CRÉDIT ACTUELLES	Dette à long terme	Papier commercial
Moody's	Aa2 stable	P-1
Standard and Poor's	A+ stable	A-1+
Fitch Ratings	AA- stable	F1+
Dominion Bond Rating Service	A (haut) stable	R-1 (moyen)

Responsables du financement, de la gestion financière et de la gestion des risques



Daniel Gauvin
Vice-président exécutif aux finances
et chef des services financiers

Paul Robillard
Trésorier de la Société
514-289-4284

Jean-Hugues Lafleur
Directeur
Marchés financiers et
Trésorier adjoint
514-289-4772

Michel Lachasseur
Chef
Encaisse et services financiers
514-289-5227

Michel Binet
Coordonnateur
Gestion services
financiers
514-289-4887

Stéphane Pépin
Directeur
Financement structuré
et trésorier adjoint
514-289-2210

Pierre Fortin
Directeur principal
Analyse et gestion des risques
514-289-4872

Jean-François Mondou
Chef
Analyse et gestion des risques
Marchés de gros
514-289-6714

David Shemer
Délégué
Analyse et gestion
du risque de crédit
514-289-6728

Hélène Rodrigue
Déléguée
Analyse et gestion
du risque de crédit
514-289-6752

Éric Maillé
Directeur
Risques financiers
514-289-3628

Alexandre Roy
Chargé d'équipe
Contrôle des risques
et ingénierie
financière
514-289-5307

Paul Gallant
Conseiller
Contrôle risques
financiers
514-289-2105

Gaëtan Boulay
Conseiller
Contrôle risques
financiers
514-289-3630

Carole Dallaire
Chef de pupitre
Financement, Gestion de la dette et Marché monétaire
514-289-3439

David Bluteau
Gestionnaire
Financement et Marché monétaire
514-289-4626

Alain Fugère
Gestionnaire
Financement et Marché monétaire
514-289-5136

Marie-Claude Durand
Coordonnatrice
Relations avec les investisseurs
514-289-2518

Barbara Sourial
Conseillère
Relations avec les investisseurs
514-289-3159

Louise Guillemette
Coordonnatrice
Documentation financière
514-289-2516

Serge Germain
Conseiller
Documentation financière
514-289-3147

Jocelyne Lee
Chef
Risques et assurances et trésorière adjointe
514-289-2716

Christian Lebланc
Coordonnateur
Finances
Financement structuré
514-289-2820

Pascale Rancourt
Chef
Conformité et règlements
514-289-6274

Andrée Gagnon
Chef
Budget et trésorière adjointe
514-289-2908

Lynda Roy
Conseillère
Budget
514-289-3960

Olivier Léger-Schonbeck
Conseiller
Contrôle risques financiers
514-289-6244

Michel Forand
Conseiller
Contrôle risques financiers
514-289-4077

Mélissa Tremblay
Conseillère
Contrôle risques financiers
514-289-2826

Hydro-Québec
Relations avec les investisseurs
Groupe – Finances
75, boul. René-Lévesque Ouest
6e étage
Montréal (Québec)
H2Z 1A4
Canada

Téléphone : 514-289-2518

Télécopieur : 514-289-5414

Courriel : ir@hydro.qc.ca

Site Internet :
www.hydroquebec.com

© Hydro-Québec, 2007
Reproduction autorisée avec mention de la source.

Dépôt légal – 2e trimestre 2007

Bibliothèque et Archives du Canada
Bibliothèque et Archives nationales du Québec

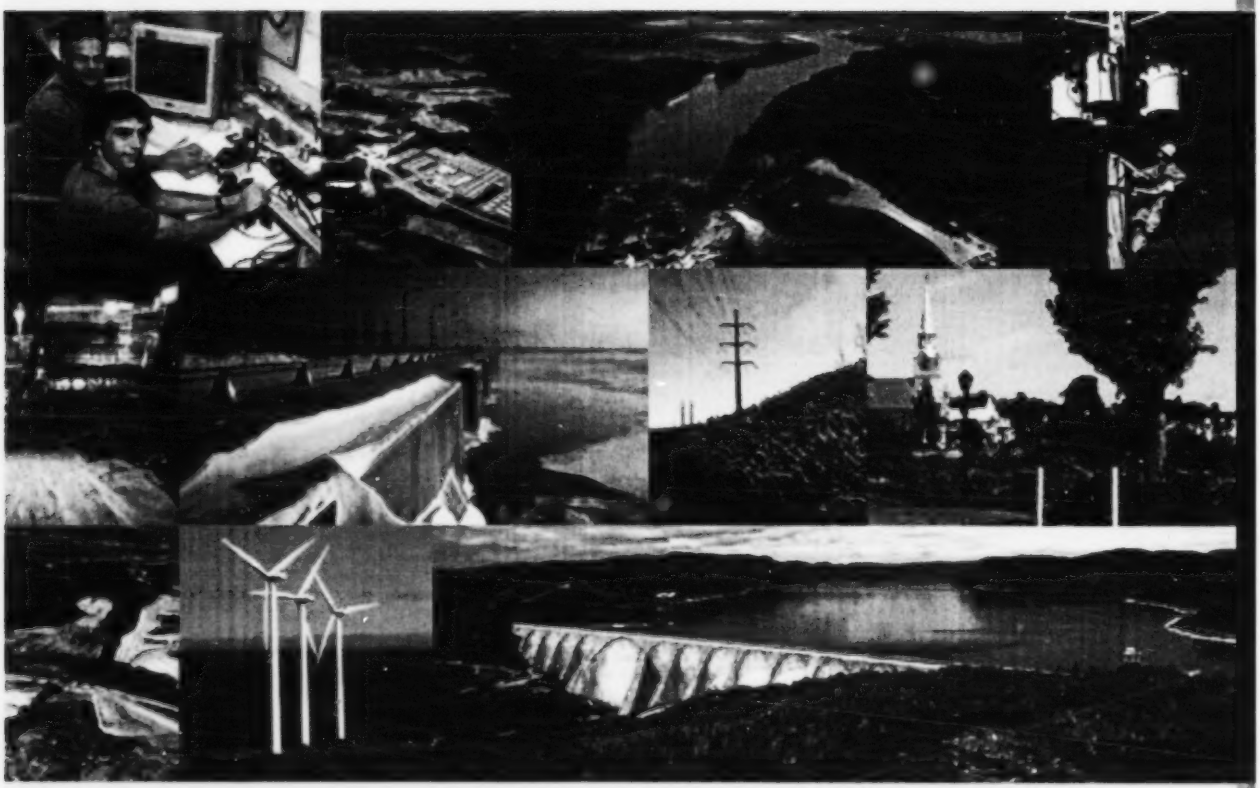
ISSN 0821-1760
ISBN 978-2-550-48990-0
ISBN 978-2-550-48991-7 (PDF)
200 7G030 f

This publication is available in English.

Le présent document est recyclable. Il a été imprimé avec des encres végétales sur du papier québécois fait à 100 % de fibres postconsommation désencrées sans chlore.

FSC
Sources Mixtes

www.hydroquebec.com



Hydro Québec

2007G303F